

# Transport et déposition de particules solides dans les réservoirs pétrolifères non cimentés

S. FEIA<sup>a</sup>, J.-C. DUPLA<sup>a</sup>, J. SULEM<sup>a</sup>, S. GHABEZLOO<sup>a</sup>, J. CANOU<sup>a</sup>, A. ONAÏSI<sup>b</sup>, H. LESCANNE<sup>b</sup>

<sup>a</sup> Université Paris Est, Lab. Navier-CERMES, Ecole des Ponts ParisTech, 77455 Marne-la-Vallée, France

<sup>b</sup> TOTAL - CSTJF - Avenue Larribau - 64018 Pau Cedex - France

## Résumé :

*Des phénomènes d'endommagement et de colmatage de la structure granulaire des réservoirs pétroliers sont observés lors de la ré-injection d'eau de production. Ces phénomènes peuvent engendrer une diminution significative de la perméabilité du réservoir autour des puits injecteurs et de l'injectivité de ces puits. Ce travail présente une étude expérimentale, en laboratoire, sur le transport et la déposition de particules solides dans un milieu poreux soumis à un écoulement. L'étude est réalisée sur des éprouvettes de sable de Fontainebleau saturées sous un confinement isotrope, dans lesquelles on injecte de l'eau contenant une concentration de particules fines (diamètre de quelques microns). L'évolution au cours du temps de la masse de l'éprouvette et de la pression d'injection sont mesurées. Les résultats montrent une prise de masse de l'éprouvette, liée au piégeage des particules par le milieu poreux, engendrant une réduction significative de la perméabilité et une augmentation de la pression d'injection. Cette étude explore l'effet des paramètres tels que : la taille des particules injectées, la taille des pores du milieu poreux et la concentration en particules du fluide injecté sur la réduction de la perméabilité.*

## Abstract :

*Damage and plugging of the granular structure of oil reservoirs are commonly observed during the re-injection of produced water. These phenomena can lead to a significant decrease of the reservoir permeability around the injectors and of the injectivity of these wells. This research presents an experimental study on the transport and deposition of particles in a porous medium subjected to flow. The study is performed on saturated samples of Fontainebleau sand under confining pressure in which water containing a concentration of particles (with a diameter of a few microns) is injected. The evolutions of the sample mass and the injection pressure are recorded. The experimental results show an increase of particles mass retained in the sample which leads to a significant reduction of the permeability, and to an increase of the injection pressure. This study focuses on the effects of parameters such as: the diameter of the injected particles, the pore size distribution of the porous medium, the concentration of injected particles in the fluid on the reduction of the permeability.*

**Mots clefs :** Milieu poreux – particules en suspension – sable – filtration – perméabilité

## 1 Introduction

Sur les puits producteurs d'huile, il peut arriver que le débit d'eau produite devienne plusieurs fois supérieur au débit d'huile produite [1]. Une solution généralement utilisée pour gérer cette eau est de la réinjecter dans le réservoir. Cette technique s'appelle « Produced Water Reinjection » (PWRI) [1,2,3]. Néanmoins cette technique présente un inconvénient. En général, l'eau produite contient des impuretés telles que les gouttes d'huiles et des particules solides. Malgré la filtration de l'eau produite avant la réinjection, il y a une quantité relativement faible de particules qui restent dans l'eau (entre 0,01 et 1g/l) [4,5]. Ces particules peuvent se déposer dans le réservoir, engendrer une diminution de la perméabilité du réservoir autour des puits injecteurs et de l'injectivité de ces puits [6,7]. Dans ce travail, nous présentons une étude expérimentale de ces phénomènes menée sur des éprouvettes de sable confinées. Cette étude a pour objet de voir l'effet de

quelques paramètres significatifs tels que la taille des particules injectées, la taille des pores du milieu poreux et la concentration en particules du fluide injecté sur la déposition des particules et la réduction de la perméabilité.

## 2 Procédure expérimentale et matériaux

### 2.1 Dispositif expérimental et procédure d'essai

En laboratoire, l'étude du transport et de la déposition de particules en suspension dans un milieu poreux est réalisée à l'aide des dispositifs d'essais de type « cellule d'injection » [8]. La figure 1 présente le schéma de principe de l'essai. La cellule est de type triaxial classique. Elle permet d'injecter un fluide dans une éprouvette cylindrique de sable de 80 mm de hauteur et de 80 mm de diamètre, soumise à une pression de consolidation isotrope contrôlée. Chaque embase de la cellule est équipée par un disque poreux et un tamis de 80  $\mu\text{m}$  de diamètre de mailles, afin de retenir les grains de sable et de laisser passer les particules en suspension dans l'eau. La cellule est placée sur une balance de précision (0,01g) afin de mesurer la variation de masse liée à la déposition des particules dans l'éprouvette. Le fluide à injecter (eau + particules) est préparé avec la concentration souhaitée dans un réservoir de 60L placé sur un agitateur magnétique afin d'avoir un mélange homogène durant l'essai. Le débit et la pression d'injection sont mesurés à l'aide d'un débitmètre et d'un capteur de pression installés à l'entrée de l'éprouvette. La concentration des particules dans le fluide sortant est mesurée à l'aide d'un turbidimètre installé à la sortie de la cellule. Cette mesure permet d'estimer la masse des particules piégées dans l'éprouvette par simple différence entre la masse injectée et la masse expulsée. A cours d'un essai, à la fin de la phase d'injection de l'eau contenant des particules colmatantes, de l'eau propre est injectée pour essayer de dé-colmater l'éprouvette.

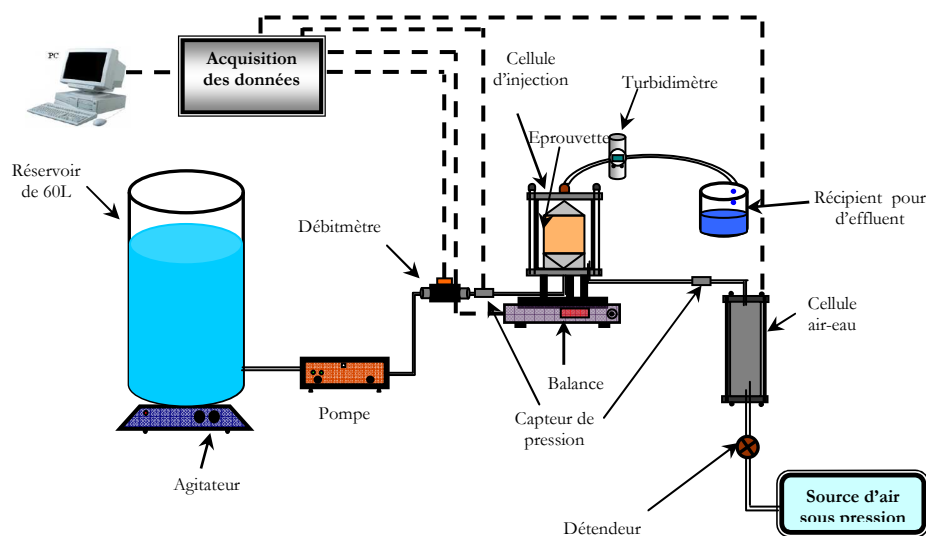


FIG. 1 - Schéma de principe du dispositif d'essai d'injection

### 2.2 Matériaux utilisés

Le matériau utilisé dans cette étude est le sable de Fontainebleau. Il s'agit d'un sable de référence utilisé couramment dans les essais en laboratoire. Ce sable est constitué de silice (99%). Deux coupures de ce sable ont été utilisées afin d'étudier l'effet de la taille des pores. Les caractéristiques des matériaux testés sont présentées dans le tableau 1 et les courbes granulométriques correspondantes sont présentées sur la figure 2. Une évaluation du diamètre d'accès aux pores ( $D_p$ ) de ces deux sables par la méthode tensiométrique a été réalisée par Feia *et al.* [9]. Les courbes de la distribution de la taille des accès aux pores sont présentées sur la figure 3. Le sable de Fontainebleau est composé des grains sub-arrondis (figure 4).

Tableau 1. Caractéristiques des sables utilisés

Sable	$d_{50}$ (mm)	$C_u$	$e_{min}$	$e_{max}$	Angularité	$D_p$ (mm)	$\rho_s$ (g/cm <sup>3</sup> )
Fontainebleau NE34	0,206	1,5	0,55	0,88	Sub-arrondie	0,075	2,65
Fontainebleau NE0,1/0,16	0,104	1,3	0,61	1,13	Sub-arrondie	0,047	2,65

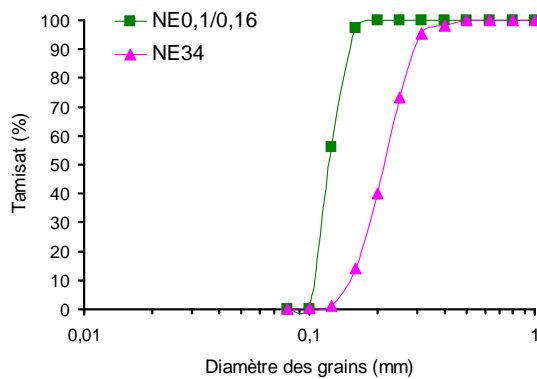


FIG. 2 – Courbes granulométriques des sables utilisés

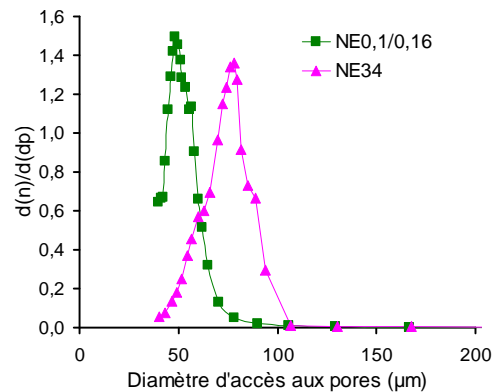


FIG. 3 – Distributions de la taille des accès aux pores des sables utilisés [9]

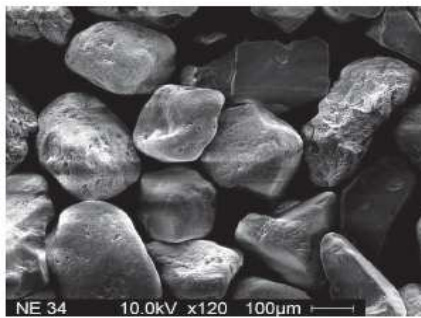


FIG. 4 – Vue au microscope électronique à balayage du sable de Fontainebleau NE34

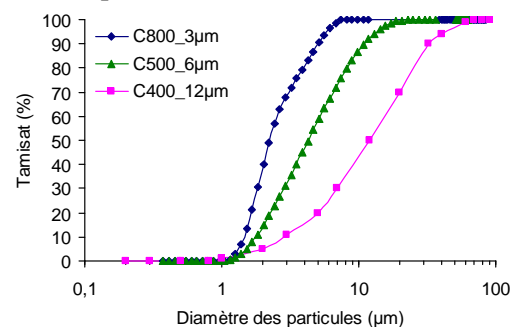


FIG. 5 – Courbes granulométriques des particules injectées

Les particules injectées sont de nature siliceuse avec des granulométries différentes, présentées sur la figure 5. Les tailles moyennes des particules sont 3, 6 et 12  $\mu\text{m}$ .

### 3 Etude paramétrique

On s'intéresse à étudier les influences de (1) taille des particules injectées ; (2) taille médiane des pores de la matrice granulaire ; (3) concentration de fluide injectée, sur le processus de transport et déposition des particules dans un milieu poreux. Les essais sont réalisés à débit constant de 1,37  $\text{cm}^3/\text{s}$ , soit un nombre de Reynolds de 0,54. Le tableau 2 regroupe les caractéristiques de l'ensemble des essais réalisés.

Tableau 2 – Caractéristiques des essais

Sable	$d_{50}$ ( $\mu\text{m}$ )	$\sigma'_c$ (kPa)	$d_p$ ( $\mu\text{m}$ )	Débit ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )	vitesse (cm/s)	Concentration (g/l)
NE34	206	110	6	1,37	0,027	1,0
NE34	206	110	3	1,37	0,027	1,0
NE34	206	110	12	1,37	0,027	1,0
NE0,1/0,16	104	110	3	1,37	0,027	1,0
NE34	206	300	3	1,37	0,027	1,0
NE34	206	300	3	1,37	0,027	0,5

### 3.1 Effet de la taille des particules injectées

Trois essais ont été réalisés avec trois différentes tailles moyennes de particules (3, 6 et 12  $\mu\text{m}$ , voir figure 5). Les résultats de ces essais sont présentés sur la figure 6 en terme de pression d'injection (figure 6-a) et de masse filtrée (figure 6-b) en fonction du volume injecté devisé par le volume poreux initial de l'éprouvette.. On observe, quelque soit le diamètre des particules, une stabilisation de la pression au début de l'injection, suivie par une augmentation importante et rapide. La stabilisation initiale traduit le fait qu'on filtre les particules de façon homogène le long de l'éprouvette. Cette phase correspond à une faible diminution de la perméabilité. Ce processus se poursuit et tend vers un colmatage à l'entrée de l'éprouvette, qui correspond à l'augmentation rapide de la pression d'injection. Les résultats montrent également que l'augmentation de la pression d'injection et de la masse filtrée est d'autant plus importante que le diamètre moyen des particules injectées est grand (figure 6-a et figure 6-b).

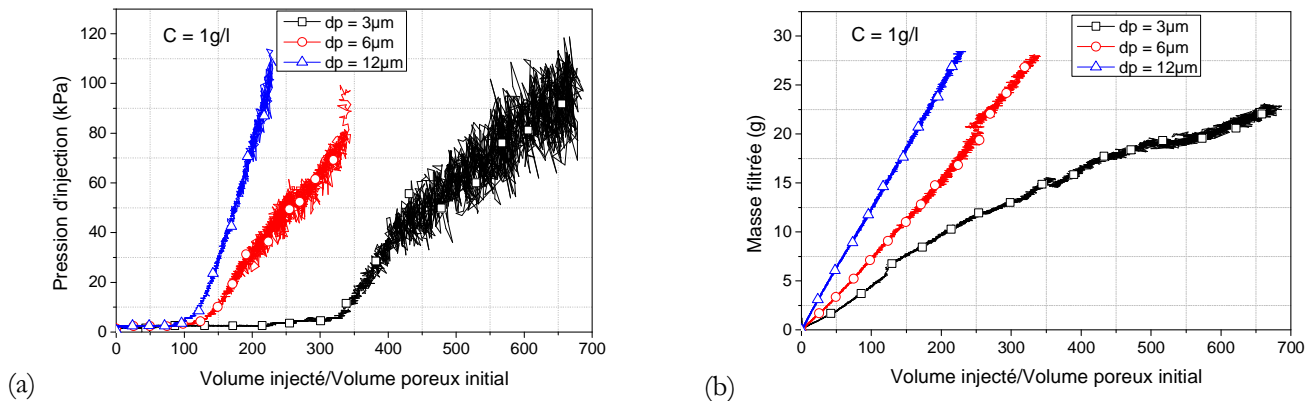


FIG. 6 – Effet de la taille des particules (a) variation de la pression d'injection (b) variation de la masse filtrée

### 3.2 Effet de la taille d'accès aux pores

La taille des pores est un des paramètres les plus importants pour étudier le phénomène de transport et de déposition des particules solides dans un milieu poreux. Deux essais ont été réalisés avec deux distributions de diamètres d'accès aux pores différentes (voir figure 3). Les résultats de ces essais (figure 7) montrent une allure générale similaire à celle des courbes précédentes (figure 6). En effet, on constate qu'un diamètre moyen de pores plus faible favorise la rétention des particules dans le milieu. On observe une pente plus élevée pour la courbe de masse filtrée et une augmentation plus rapide de la pression d'injection pour le milieu ayant un diamètre d'accès aux pores plus faible.

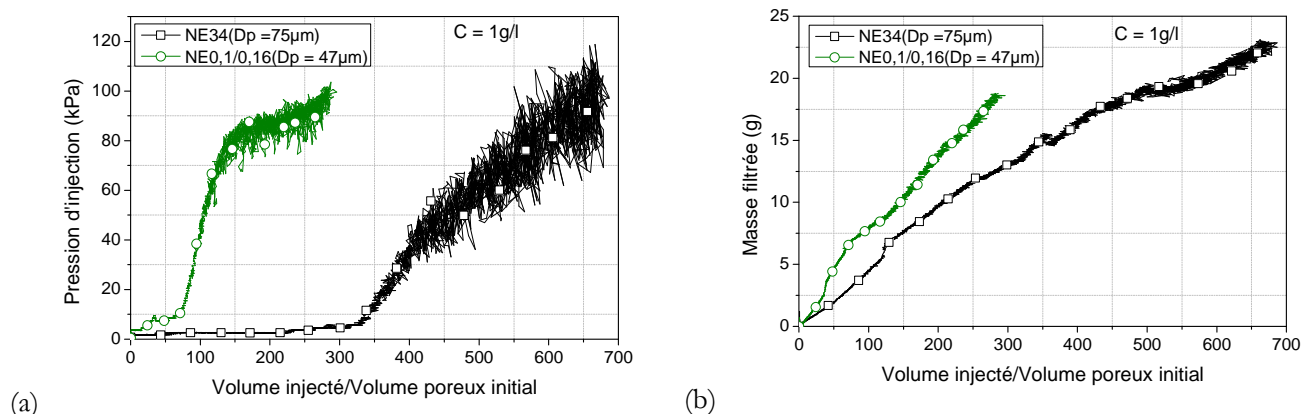


FIG. 7 – Effet de la taille d'accès aux pores (a) variation de la pression d'injection (b) variation de la masse filtrée

### 3.3 Effet de la concentration des particules dans le fluide injecté

La concentration des particules solides dans l'eau de production re-injectée dans des réservoirs pétroliers est généralement faible (entre 0,01 g/l et 1,0g/l). Malgré cette faible concentration on arrive à des états de colmatage très avancés après certain temps d'injection, d'où l'importance de ce paramètre. Les résultats d'essais réalisés avec deux concentrations différentes (0,5g/l et 1,0g/l) sont présentés sur la figure 8. La concentration semble avoir un effet significatif sur la déposition des particules. En effet, on observe sur la courbe de pression d'injection une augmentation plus rapide de la pression ainsi qu'une prise de masse plus importante pour l'essai réalisé avec une concentration plus grande. Ces résultats montrent que pour le même nombre de particules injectées, le nombre des particules déposées augmente avec la concentration. Ceci est généralement pris en compte dans la modélisation de ces phénomènes par des modèles type diffusion-advection [10,11] par un terme de déposition qui est proportionnel à la concentration.

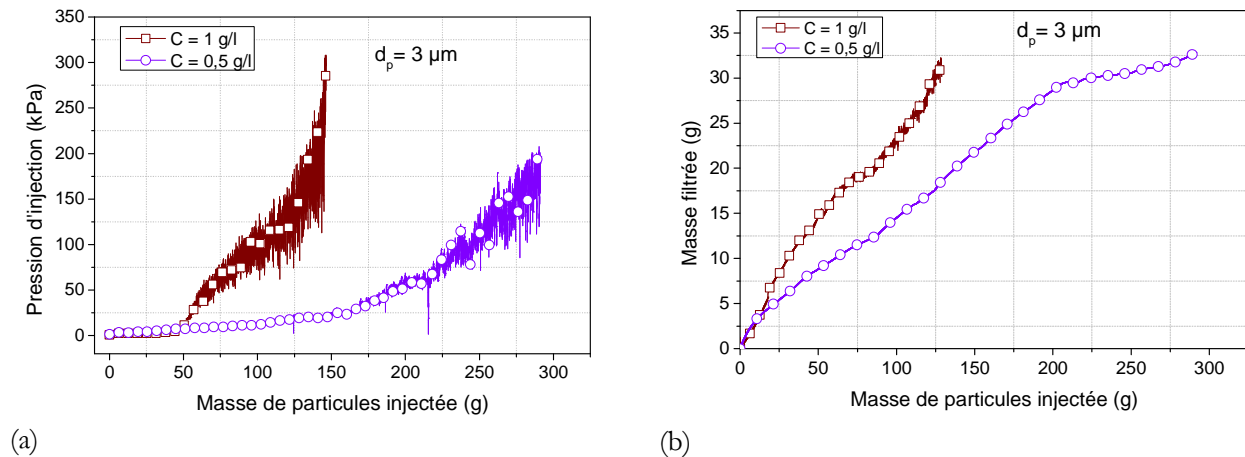


FIG. 8 – Effet de la concentration du fluide injecté (a) variation de la pression d'injection (b) variation de la masse filtrée

## 4 Evolution de la perméabilité

Après une période d'injection d'eau de production colmatante, une période d'injection d'eau propre, peut permettre de restaurer partiellement la perméabilité. Ce phénomène est étudié à l'aide d'une injection d'eau propre après l'injection de l'eau chargée en particules (c'est-à-dire le colmatage). Le résultat en termes de perméabilité des trois phases de l'essai (état initial – colmatage – dé-colmatage) est présenté sur la figure 9. En comparant la perméabilité à l'état initial avec celle après le colmatage, on constate que l'injection de l'eau de production (eau+particules) peut réduire la perméabilité d'un ordre de grandeur (facteur 40). L'injection de l'eau propre après colmatage ne permet pas de retrouver la perméabilité initiale mais de gagner cependant un facteur de 5.

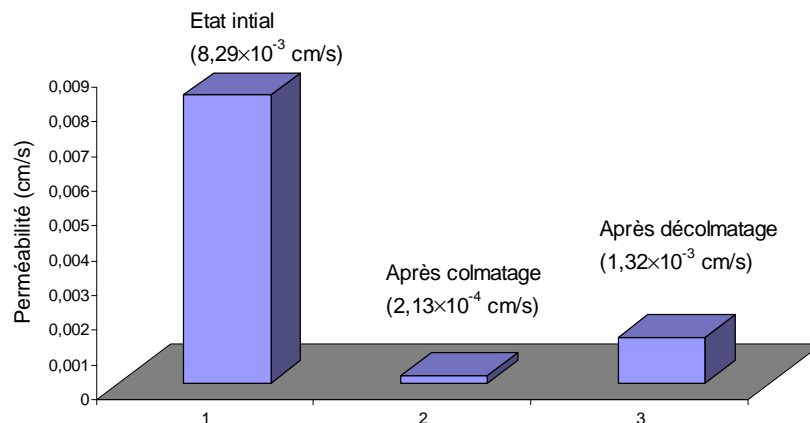


FIG. 9 - Evolution de la perméabilité pendant les trois phases

## 5 Conclusions

Dans ce travail, une étude paramétrique expérimentale a été réalisée sur le processus de transport et de dépôt des particules dans les réservoirs pétroliers non cimentés. Des essais d'injection d'eau contenant des particules ont été réalisés sur une éprouvette préparée avec un matériau modèle (sable de Fontainebleau). Les effets de différents paramètres tels que, la taille des particules, la taille des accès aux pores et la concentration du fluide injecté ont été étudiés.

Les résultats expérimentaux montrent que la taille des particules influence la déposition des particules dans le milieu ; plus la taille des particules est élevée plus le colmatage est rapide. De façon similaire, un colmatage plus rapide est observé pour une taille d'accès aux pores plus faible. L'étude de l'effet de la concentration du fluide injecté montre qu'en injectant la même masse de particules avec différentes concentrations, la masse des particules déposée est plus grande pour une concentration plus grande. Les résultats expérimentaux obtenus dans cette étude vont servir pour une modélisation numérique qui permet de mieux décrire le processus de transport et de déposition des particules dans un milieu poreux.

## 6 Références bibliographiques

- [1] Farajzadeh, R. (2004) Produced Water Re-Injection (PWRI) An Experimental Investigation into Internal Filtration and External Cake Build up. MSc thesis, Faculty of Civil Engineering and Geosciences, Delft University of Technology.
- [2] Al-abduwani F., Shirzadi, A., Van den Brock, W., & Currie, P. (2003) Formation Damage vs. Solid Particles Deposition Profile During Laboratory-Simulated Produced-Water Reinjection. SPE Journal, 10(2). doi:10.2118/82235-PA
- [3] Wong, R.C.K., & Mettanaanda, D.C.a. (2009) Permeability Reduction in Qishn Sandstone Specimens due to Particle Suspension Injection. Transport in Porous Media, 81(1), 105–122.
- [4] Sharma, M.M., Pang, S., Wennberg, K., Morgenthaler, L., (1997) Injectivity Decline in Water Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study, in: Proceedings of SPE European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands, Society of Petroleum Engineers, 6–13.
- [5] Moghadasi, J., Müller-Steinhagen, H., Jamialahmadi, M., Sharif, A. (2004) Theoretical and experimental study of particle movement and deposition in porous media during water injection. Journal of Petroleum Science and Engineering, 43(3-4), 163–181.
- [6] Baghdikian, S., Sharma, M. M., & Handy, L. (1989) Flow of Clay Suspensions Through Porous Media. SPE Reservoir Engineering, 4(2). doi:10.2118/16257-PA
- [7] Li, Z., Wong, R.C.K. (2008) Estimation of Suspended Particle Retention Rate and Permeability Damage in Sandstone from Back Analysis of Laboratory Injection Tests. Proceedings of Canadian International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/2008-017
- [8] Saada, Z. (2003) Etude expérimentale et théorique de l'injection d'une suspension dans les milieux granulaires: application aux coulis de ciment. Ecole Nationale des Ponts et Chaussées ENPC.
- [9] Feia, S., Sulem, J., Ghabezloo, S., Canou, J., Dupla, J. (2012) Evaluation de la distribution de la taille des pores d'un sable par la méthode tensiométrique. 2<sup>ème</sup> Colloque international des Sols Non Saturés et Environnement (Unsat Alger 2012), Alger 5-6 Novembre 2012.
- [10] Herzig, J.P., Leclerc D.M., Le Goff P., (1970) Flow of suspension through porous media: Application to deep filtration, Ind. Eng. Chem. Res., 62, 129 – 157
- [11] Tien, C., Payatakes, A., (1979) Advances in deep filtration. AIChE Journal, 25 (5), 737-759